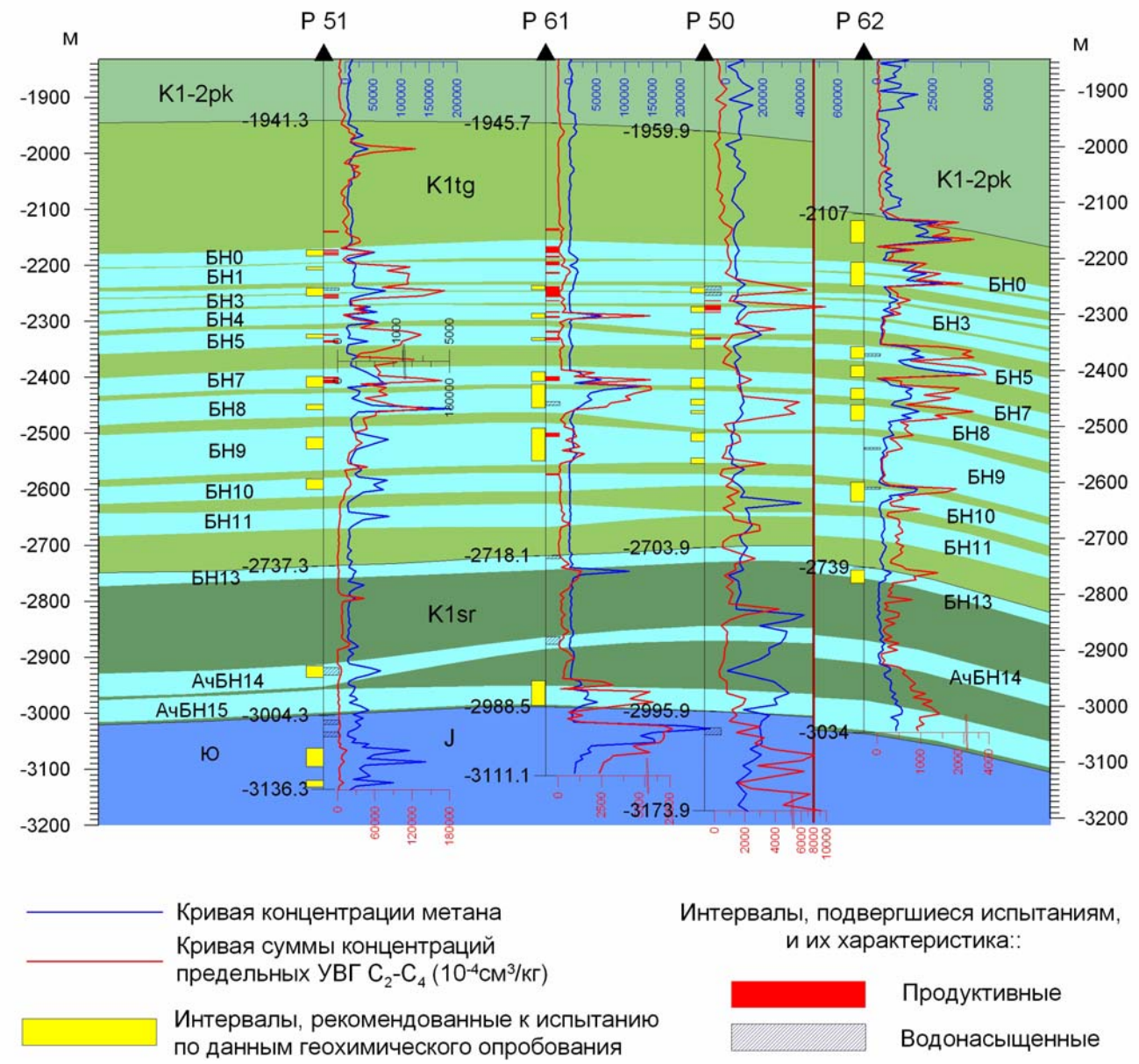
Геохимические исследования по поисково-оценочным скважинам.

Применяются для:

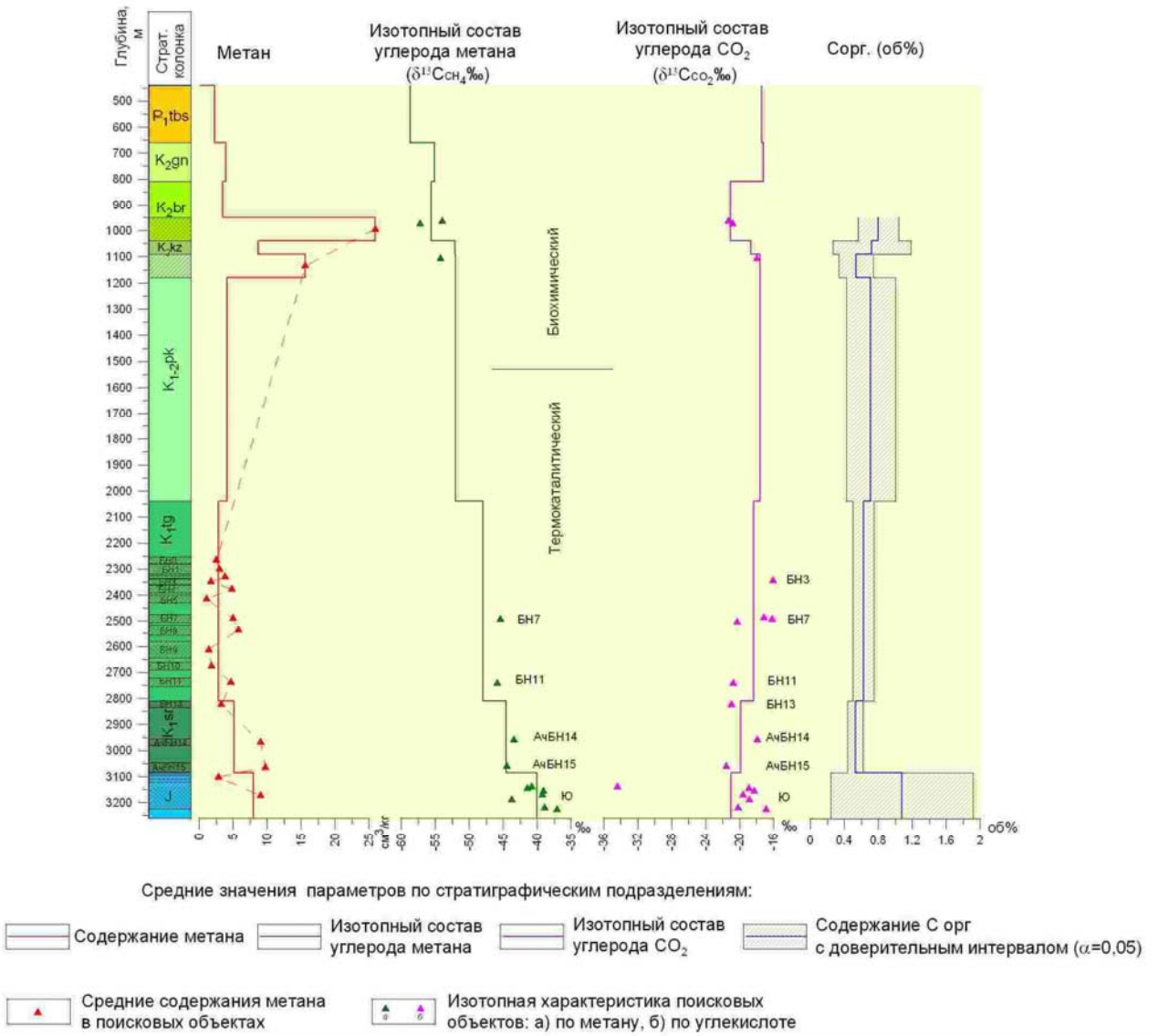
- оценки газонасыщенности разреза осадочных отложений.
- выделения интервалов повышенной газонасыщенности для дальнейшей постановки испытаний в скважинах.
- определения нефтегазоматеринского потенциала пород.

При оценке газонасыщенности разреза и выделения интервалов повышенной газонасыщенности геохимическими методами концентрации углеводородов определяются в пробах керна и буровом растворе в см^3/кг породы, и, в отличие от замеров станций ГТИ, не зависят от технических характеристик бурения: скорости бурения, расхода бурового раствора, обводненности пород и т.д.

Результаты скважинных геохимических исследований на Медвежьем ГКМ



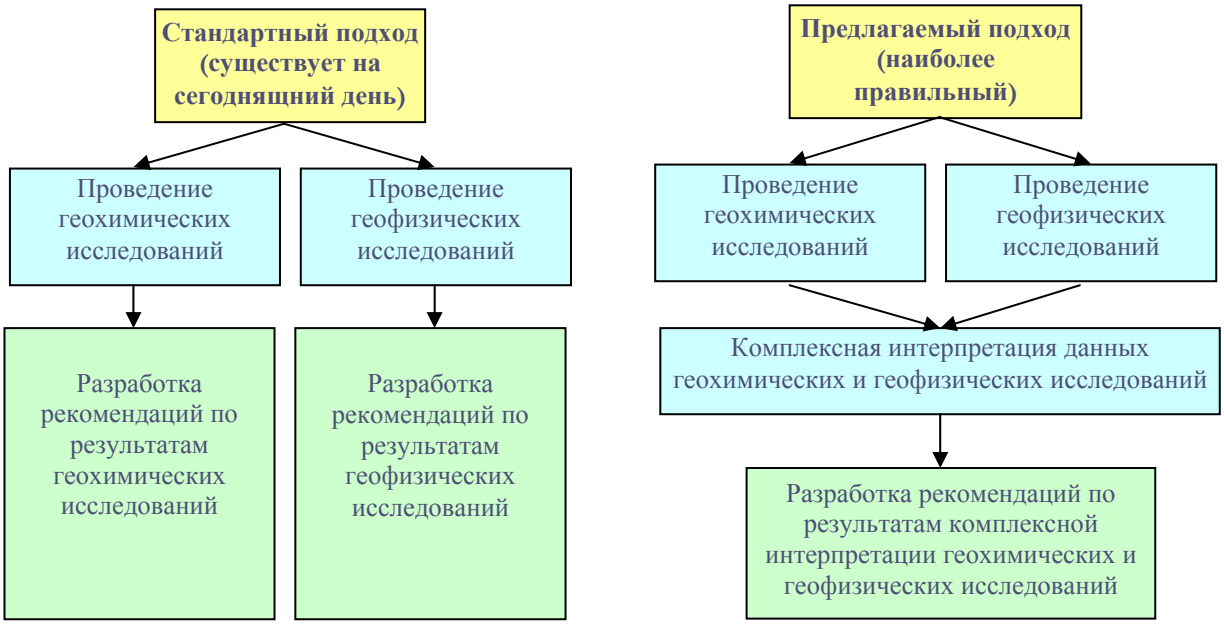
Усредненная геохимическая модель поисковых объектов месторождения Медвежье



Сопоставление результатов геохимических исследований по скважинам с данными испытаний.

№ скв.	Результат испытания скважин
Скв. 50	Из 6 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 2 (1 газоконденсатная, 1 – нефтяная залежи). В остальных интервалах испытания не проводились.
Скв. 51	Из 11 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 3 (газоконденсатные залежи). В одном – газоконденсатное проявление, в 3-х - вода, в т.ч. с пленкой нефти В остальных интервалах испытания не проводились.
Скв. 61	Из 7 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 1 (газоконденсатная залежь). В 4-х – газоконденсатные проявления, в одном - вода. Один интервал не испытан.
Скв. 62	Из 6 интервалов, рекомендованных к испытанию, в 2-х – вода. В остальных интервалах испытания не проводились.

Существуют два различных подхода при проведении геохимических и геофизических исследований.



Сопоставление результатов интерпретации ГИС с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объект	Интервал испытаний	Насыщенность интервалов по данным ГИС		Результаты испытаний	Сходимость результатов исслед. и испытаний		Процент совпадений	
				Подрядчик (КрУГР)	ЦНИП ГИРС		КрУГР	ЦНИП ГИРС	КрУГР	ЦНИП ГИРС
21	Ю2	1	3990 – 3997	**Неясно (реком 3990 – 3997)**	**Вода (реком. 3992-3998** выяснение продуктивности пласта и его кол. св-в)	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора	±	+	43% (2 из 7 совпало 2 – напо-ловину)	79% (5 из 7 сов-пало, 1 – напо-лови-ну)
	Ю1	2	3865-3874, 3879-3885	**Возможно продукт (реком 3864,4 – 3888,2** – ожид. приток газа или газоконденсата)	**В инт. 3879-3882 – возможно, продукт (реком 3879-3888** выяснение продукт. пласта и его кол. св-в.)	притока не получено	-	-		
	Ю0	3	3852-3863	**Неясно и возможно продукт (реком. 3846,0 – 3863,1** – ожид. приток нефти)	**Не реком**	притока не получено	-	+		
	АчБУ13[2]	4	3822-3830 3833-3840	**Продукт (реком. 3822,3 – 3840,4** – ожид. приток газа или газоканденсата)	**Неясно (не реком)**	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	-	+		
	АчБУ13[1]	5	3742 – 3750	**Неясно (не рекоменд)**	**Вода (реком 3742,5-3750,5** как гидрогеологический объект)	получен незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	+		
	АчБУ13[1]	6	3702 – 3719	**Продукт (реком 3702,5 – 3718,6** – ожид. приток газа)	**Продукт (реком 3703-3718** – уточнение характера насыщения)	**получен периодически переливающий приток пластовой воды и нефти.**	+	+		
	БУ10	7	3243-3246	**Неясно (не реком)**	**Вода (не реком)**	**приток пластовой воды с нефтью (до11%)**	±	±		
24	Ю3	1	4038 – 4056	**Продукт и возможно продукт (реком. 4038,0 - 4056,0** – ожид. приток газа, газоконденсата, нефти)	**Вода (не реком)**	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	-	+	42 % (2 из 6 совпа-ло, 1 – напо-ловину)	75% (4 из 6 совпа-ло 1 – напо-лови-ну)
	Ю2[0]	2	3914 - 3920	**Продукт (реком. 3914,4 – 3920,2** – ожид. приток газа, газоконденсата, нефти)	**Неясно (реком. 3911-3920,5** - уточнение коллекторских свойств и хар. насыщения)	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	-	+		
	АчБУ12	3	3804 - 3819	**Продукт (реком. 3803,3 – 3840,6** – ожид. приток газа)	**Неясно (реком. 3796,0-3808,5; 3811-3825,5** –уточнение коллекторских свойств и характера насыщения)	**приток пластовой воды и нефти**	+	±		
	АчБУ12	4	3722 - 3735	**Вода (не реком)**	**Вода (не реком)**	**приток пластовой воды с нефтью**	±	-		
	АчБУ12	5	3698 - 3710	**Вода (не реком)**	**Вода (не реком)**	приток пластовой воды с пленкой нефти	+	+		
	АчБУ12	6	3638 - 3642	**Продукт (реком. 3638,8 – 3653,7** – ожид. УВ)	**Пусто (не реком.)**	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	-	+		

Сопоставление результатов геохимических исследований с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объ-ект	Интервал испыта-ний, м	Степень перспективности по данным геохимии	Результаты испытаний	Сходимость результатов исследований и испытаний	Процент совпа-дений
21	Ю2	1	3990 – 3997	Неперспективный	незначительный приток фильтрата бурового раствора	+	86% (6 из 7 совпало)
	Ю1	2	3865-3874, 3879-3885	Средняя (повыш. содерж. угл. ОВ)	притока не получено	-	
	Ю0	3	3852-3863	Неперспективный	притока не получено	+	
	АчБУ13^{2}	4	3822-3830 3833-3840	Неперспективный	незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	+	
	АчБУ13^{1}	5	3742 – 3750	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ13^{1}	6	3702 – 3719	Высокая	периодически переливающий приток пластовой воды и нефти.	+	
	БУ10	7	3243-3246	Средняя	приток пластовой воды с нефтью (до11%)	+	
24	Ю3	1	4038 – 4056	Высокая (повыш. содерж. угл. ОВ)	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	-	67% (4 из 6 совпало)
	Ю2^{0}	2	3914 - 3920	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	3	3804 - 3819	Высокая	приток пластовой воды и нефти	+	
	АчБУ12	4	3722 - 3735	Средняя	приток пластовой воды с нефтью	+	
	АчБУ12	5	3698 - 3710	Средняя	приток пластовой воды с пленкой нефти	-	
	АчБУ12	6	3638 - 3642	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	

Сопоставление результатов комплексной интерпретации геохимических и геофизических материалов (ГИС) с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объект	Интервал перфорации	Степень перспективности по данным г/х	Оценка характера насыщения по ГИС (интерпр. ЗАО «НПЦ Геохимия»)	Оценка персп. по компл. методов	Рез испытаний	Сходимость результатов исслед. и испыт.	Процент совпа-дений
21	**Ю2**	1	**3990 – 3997**	**Неперспективный**	Приток маловероятен	Неперсп.	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора	+	93% (6 из 7 совпало, 1 – напо-ловину)
	Ю1	2	**3865-3874, 3879-3885**	**Средняя** (повышенное содерж. углефицированного ОВ)	Приток маловероятен	Неясные	притока не получено	±	
	Ю0	3	**3852-3863**	**Неперспективный**	Не интерпр	Неперсп.	притока не получено	+	
	АчБУ13^{2}	4	**3822-3830 3833-3840**	**Неперспективный**	Приток маловероятен	Неперсп.	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	+	
	АчБУ13^{1}	5	**3742 – 3750**	**Неперспективный**	Возможен приток воды	Неперсп.	получен незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ13^{1}	6	**3702 – 3719**	**Высокая**	Возможен приток продукта	Высокие	**получен периодически переливающий приток пластовой воды и нефти**.	+	
	БУ10	7	**3243-3246**	**Средняя**	Ожидается приток воды	Неясные	**приток пластовой воды с нефтью (до11%)**	+	
24	**Ю3**	1	**4038 – 4056**	**Высокая** (повышенное содерж. углефицированного ОВ)	Приток маловероятен	Неясные	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	±	92% (5 из 6 верно, 1 – напо-ловину)
	Ю2^{0}	2	**3914 - 3920**	**Неперспективный**	Можно рекомендовать с целью изучения коллекторских свойств и получения воды	Неперсп.	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	3	**3804 - 3819**	**Высокая**	Предполагается приток воды с нефтью	Средние	**Приток пластовой воды и нефти**	+	
	АчБУ12	4	**3722 - 3735**	**Средняя**	Возможен приток воды с незначит. содержанием нефти	Средние	**Приток пластовой воды с нефтью**	+	
	АчБУ12	5	**3698 - 3710**	**Средняя**	Ожидается приток воды	Неясные	приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	6	**3638 - 3642**	**Неперспективный**	Приток маловероятен	Неперсп.	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	

Выводы

- Результативность геохимических исследований в скважинах – 67-86%
- Результативность ГИС
  - подрядные организации - 42-43%,
  - экспертные компании – 75-79%
- Результативность комплексного подхода - 92-93%